

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 18.03.01 Химическая технология
 Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Учет влияния деэмульгатора при моделировании процесса разрушения водонефтяных эмульсий

УДК: 665.622.43.066.6:519.876

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д6В	Самыкина Екатерина Викторовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Мойзес Ольга Ефимовна	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Сечин А.А.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Мойзес О.Е.	к.т.н.		

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,2,3,19,20), Критерий 5 АИОР (п.1.1), CDIO(п. 1.1, 4.1, 4.3, 4.8)
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК-7,11,17,18, ОК-8), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2), CDIO (п. 1.1, 3.2, 4.2, 4.3, 4.5, 4.6)
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии	Требования ФГОС (ПК-1,5,8,9, ОК-2,3), Критерий 5 АИОР (пп.1.2), CDIO (1.2, 2.1, 4.5)
P4	Разрабатывать новые технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды	Требования ФГОС (ПК-11,26,27,28), Критерий 5 АИОР (п.1.3) CDIO (п.1.3, 4.4, 4.7)
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий	Требования ФГОС (ПК-4,21,22,23,24,25, ОК-4,6), Критерий 5 АИОР (п.1.4), CDIO (п. 2.2)
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, выводить на рынок новые материалы , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6,10,12,13,14,15, 16; ОК-6,13,15), Критерий 5 АИОР (п.1.5) CDIO (п. 4.1, 4.7, 4.8, 3.1, 4.6)
<i>Общекультурные компетенции</i>		
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-5,9,10,11), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5), CDIO (п. 2.5)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,7,8,12), Критерий 5 АИОР (2.6), CDIO (п. 2.4)
P9	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-14), Критерий 5 АИОР (п.2.2), CDIO (п. 3.2, 3.3)
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3,4), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3) CDIO (п. 4.7, 4.8, 3.1)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 18.03.01 – «Химическая технология»

Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ОП 18.03.01

_____ Мойзес О.Е.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Д6В	Самыкина Екатерина Викторовна

Тема работы:

Учет влияния деэмульгатора при моделировании процесса разрушения водонефтяных эмульсий	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	6 июня 2020 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	<i>Физико-химические характеристики нефти; технологические режимы, производительность установки промысловой подготовки нефти, диаметры подводящих трубопроводов.</i>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Литературный обзор; Физико – химические особенности, механизм образования и разрушения водонефтяных эмульсий. Влияние химических реагентов на процесс разрушения эмульсий, на поверхностное натяжение. Методики расчета σ, экспериментальные данные. 2. Объекты и методы исследования; Характеристика водонефтяной эмульсии, математическое моделирование. 3. Расчеты и аналитика; <ol style="list-style-type: none"> 3.1 Изучение и одернизация математической модели с учетом влияния концентрации деэмульгатора; 3.2 Исследование влияния технологических параметров на процессы разрушения водонефтяных эмульсий, анализ результатов; 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5 Социальная ответственность; Заключение
--	---

<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Методики расчета поверхностного натяжения с учетом концентрации химического реагента -1 лист; Результаты моделирования-2 листа.</p>
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10. 03. 2020г.
--	----------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ	Мойзес Ольга Ефимовна	к.т.н., доцент		10.03.2020г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д6В	Самыкина Екатерина Викторовна		10.03.2020г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Д6В	Самыкиной Екатерине Викторовне

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Химическая технология

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ».
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент- 1,3; - коэффициент доплат – 0,35 - накладные расходы – 16%; - норма амортизации 20%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение затрат на проектирование (смета затрат)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. График проведения и бюджет НИ
3. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д6В	Самыкина Екатерина Викторовна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Д6В	Самыкиной Екатерине Викторовне

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01 - Химическая технология

Тема ВКР:

Учет влияния дезэмульгаторов при моделировании процесса разрушения водонефтяных эмульсий	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является процесс разрушения водонефтяных эмульсий. Экспериментальная часть работы велась на ПК. Рабочее место – стационарное, оборудованное компьютером. Рабочая зона - аудитория, которая оборудованная системами отопления, кондиционирования воздуха и естественным и искусственным освещением. Область применения – нефтеперерабатывающая промышленность.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>К нормативным актам, регулирующим вопросы охраны труда, в первую очередь относится Трудовой кодекс Российской Федерации. Для обеспечения безопасности на рабочем месте необходимо руководствоваться санитарными нормами и правилами. Для снижения вредного воздействия химических факторов работникам производства выдается молоко питьевое в количестве 0,5 литра за смену для выведения из организма токсических веществ</p> <ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.1.038–82 – ГОСТ 12.1.045–84 – ГОСТ 12.2.003–91 – ГОСТ 12.2.061-81. – СП 60.13330.2012 – СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 – СанПиН 2.2.4.548-96, – СанПиН 2.2.4.1191-03, – СанПиН 2.6.1.1015-01; – СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03;

	– СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96, инструкция по охране труда при работе на ПК
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	В производственной среде и при применении вычислительной техники вероятно воздействие следующих вредных факторов: <ul style="list-style-type: none"> – освещение; – шум; – электромагнитные излучения; – зрительное напряжение; – микроклимат; – монотонность трудового процесса; – нервно-эмоциональные перегрузки; 2.2.
3. Экологическая безопасность:	Работающий компьютер уменьшает влажность воздуха. Комплектующие компьютера на 90% состоят из химикатов, опасно воздействующих на экологию. Использование макулатуры позволяет экономить древесину.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возникновение ЧС, требующих обеспечения электро- и пожаровзрывобезопасности на рабочем месте. Перечень возможных ЧС : <ul style="list-style-type: none"> - пожар; - взрыв; - розлив продуктов/компонентов производства;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2дбв	Самыкина Екатерина Викторовна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 92 страницы, 12 рисунков, 24 таблицы, 22 источника, х приложений.

Ключевые слова: промысловая подготовка, математическое моделирование, нефть, водонефтяная эмульсия, деэмульгатор, поверхностное натяжение.

Объектом исследования является водонефтяная эмульсия, а также реагенты-деэмульгаторы. Метод исследования – математическое моделирование.

Цель работы – исследование процесса каплеобразования с учетом влияния деэмульгатора при разрушении водонефтяных эмульсий с применением математической модели.

В процессе исследования проводились поиск и обработка экспериментальных данных влияния расхода деэмульгатора на величину межфазного натяжения и исследование с применением математической модели.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Эмульсия – это гетерогенная система, которая состоит из двух несмешивающихся жидкостей, одна из которой (внутренняя или дисперсная фаза) распределена в другой (внешней или дисперсионной среде) в виде мелких капель, называемых глобулами.

Деэмульгатор – поверхностно-активный химический реагент, используемый для разрушения водонефтяных эмульсий.

Математическая модель – система математических уравнений, направленная на изучение различных явлений для изучения параметров протекающих процессов.

Поверхностное натяжение – явление молекулярного давления на жидкость, вызванное притяжением молекул внутреннего слоя жидкости к молекулам поверхностного слоя.

Сокращения:

ПАВ – поверхностно-активные вещества

В/Н – обратная эмульсия типа «вода в нефти»

Н/В – прямая эмульсия типа «нефть в воде»

ПК – персональный компьютер

ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина

В данной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические требования»;
2. ГОСТ 12.0.003-74 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;
3. ГОСТ 17.1.3.06–82 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод»;
4. ГОСТ 17.1.3.13–86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений»;
5. ГОСТ Р 22.0.01-94. «Безопасность в ЧС. Основные положения»;

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	14
1.1 Физико-химические особенности эмульсий	16
1.2 Способы разрушения водонефтяных эмульсий	20
1.3 Механизм действия деэмульгаторов	22
1.4 Характеристика ПАВ - деэмульгаторов	27
1.5 Влияние деэмульгаторов на поверхностное натяжение	31
1.5.1 Поверхность раздела нефть – вода	32
1.5.2 Влияние температуры и давления	34
1.5.3 Влияние активных компонентов	34
1.5.4 Влияние химического реагента	35
1.6 Методики расчета поверхностного натяжения	36
1.6.1 Метод определения массы и объема капли	36
1.6.2 Метод растягивания жидких пленок	37
2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	40
3 РАСЧЕТ И АНАЛИТИКА	45
3.1 Обработка и анализ экспериментальных данных влияния концентрации деэмульгаторов на поверхностное натяжение	45
3.3 Исследование влияния технологических параметров на процесс каплеобразования	50
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
4.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив поведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	57
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	57
4.1.2 SWOT – анализ	58
4.2 Планирование и формирование бюджета исследований	59
4.2.1 План проекта	59
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	63

4.2.3 Разработка графика проведения исследования в рамках ВКР	64
4.2.4 Бюджет проводимого исследования	66
4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	72
4.3.1 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	72
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зона) правовые нормы трудового законодательства.....	76
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	77
5.2 Производственная безопасность	77
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов на рабочем месте	78
5.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	82
5.2.3 Обоснование мероприятий по защите от действий опасных и вредных факторов	85
5.3 Экологическая безопасность.....	86
5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	86
5.3.2 Анализ влияния использования компьютера на окружающую среду	87
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.4.1 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка действия в случае возникновения ЧС	87
5.5 Выводы.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	92

ВВЕДЕНИЕ

При добыче нефти образуются эмульсии вода-в-нефти, в которых содержание воды часто достаточно велико. В производственных условиях часть этой воды обычно равномерно распределена по нефти в виде небольших капель. Операторы нефти должны стараться предотвратить образование или разрушение этих эмульсий, чтобы уменьшить производственные и экологические проблемы. Но из-за не смешиваемости воды нефти, эмульгирование обычно затруднено. Однако сдвиговое смешивание, налагаемое на жидкости во время производства, и наличие природных поверхностно-активных веществ в составе нефти способствуют образованию таких эмульсий. Природные эмульгаторы концентрируются в высококипящей полярной фракции сырой. К ним относятся асфальтены, смолы и маслорастворимые органические кислоты (например, нафтеновые, карбоновые) и основания, которые являются основными составляющими межфазных пленок, окружающих капли воды, и которые обеспечивают стабильность эмульсии [1].

Все это достаточно сильно снижает эффективность добычи нефти, так как понижается производительность, эксплуатационный период добывающего, перекачивающего и перерабатывающего оборудования. Также увеличивается скорость протекания коррозионного и механического износа этого оборудования.

Одним вариантом для решения данной проблемы является использование специальных химических реагентов, которые еще называются деэмульгаторы нефти. Применяя их, водонефтяные эмульсии разрушаются, благодаря тому, что снижается межфазное натяжение на границе раздела фаз. Это происходит потому что в состав ПАВ обладает активностью больше, чем аналогичные показатели у природных эмульгаторов.

На практике реализуются различные способы повышения эффективности использования химических реагентов. Прежде всего, для того, чтобы подобрать наиболее эффективный деэмульгатор, проводят специальные

лабораторные исследования для оценки его пригодности для подготовки нефти.

Большое значение имеет выбор оптимального места ввода деэмульгатора в систему сбора и подготовки нефти в зависимости от характеристик химического реагента с целью исключения неоправданных потерь, например со сбрасываемой пластовой водой.

Деэмульгатор может вводиться в водонефтяную эмульсию в концентрированном виде (подача в товарной форме), в виде раствора в товарной нефти, в виде раствора в пресной или дренажной воде, а также в составе нефтеводореагентной эмульсии. Для интенсификации массообменных процессов применяют специальные диспергирующие устройства или используют энергию потока эмульсии.

Таким образом, можно заметить, что в настоящее время проблема разрушения водонефтяных эмульсий становится все актуальнее. Также, можно заметить, что благодаря тому, что деэмульгаторы быстро, эффективно и без лишнего расхода реагента разрушают эмульсии, делает их достаточно востребованными в нефтеперерабатывающей отрасли. Однако, должно быть уделено особое внимание выбору оптимального количества данного химического реагента при подготовке нефти, так как при обработке эмульсии в промысловой системе сбора может происходить локальная передозировка деэмульгатора на отдельных участках [2].

Научная новизна работы заключается в анализе и разработке методик расчета размера и учете влияния деэмульгаторов на процесс каплеобразования, при разрушении водонефтяных эмульсий, а также в выдаче рекомендаций по результатам математического моделирования процесса коалесценции с учетом расхода химического реагента.

Целью данной работы является – исследование процесса каплеобразования с учетом влияния деэмульгатора при разрушении водонефтяных эмульсий с применением математической модели.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

В настоящее время, от исходных параметров сырья, участвующего в процессе переработки нефти, достаточно сильно зависит конечное качество продукта. В частности, от критериев наличия примесей и других нежелательных сопутствующих компонентов, обладающих различным физико-химическим составом, а также от их концентрации, разнообразия, совместимости, и т.д.

Повышение содержания воды в эмульсиях оказывает значительное влияние на их реологические характеристики. Исследование реологического поведения эмульсий необходимо для увеличения эффективности при хранении, транспортировке и переработке подобных систем [3].

Еще одним значим фактором обезвоживания нефти в регионах его добычи, считается значительная стоимость транспорта балласта пластовой воды. При увеличении обводнённости нефти на 15%, транспортные расходы при каждой перекачке, возрастают в среднем на 3-5% [4].

Нефть из скважины, содержит в своем составе пластовую воду (в свободном или эмульгированном состоянии), содержащую различные минеральные соли: хлористый натрий (NaCl), хлористый кальций (CaCl_2), хлористый магний (MgCl_2), а так же механические примеси. Эти соли повышают коррозионную активность и в следствии затрудняют транспортировку и дальнейшую переработку. Механические примеси и соли без препятствий отлагаются в небольших местах, поворотах, изгибах, сужая живое сечение трубок, что значительно ухудшает процесс теплопередачи в оборудовании. Механические примеси и соли нефти остаются в тяжёлом остатке переработки нефти, ухудшая её свойства. В состав нефти также входят различные газы, такие как CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , H_2S , CO_2 .

Исходя из сказанного выше, можно сделать вывод, что в условиях промысла, от нефти необходимо отделять пластовую воду и соли. При обезвоживании, вместе с водой из нефти удаляются растворенные в ней соли и

механические примеси, которые могут вызывать коррозию, а также засорение трубопроводов и различных аппаратов.

Деэмульгаторы для разрушения нефтяных эмульсий, которые участвуют в процессах обезвоживания и обессоливания, не только разрушают существующие нефтяные эмульсии, но и препятствуют процессам образования новых. Также обладают антикоррозионными свойствами и хорошей совместимостью с параллельно используемыми ингибиторами коррозии.

Извлекаемая нефть смешивается с пластовой водой, образуя водонефтяную эмульсию. Свойства водонефтяной эмульсии, и её стойкость напрямую зависят от способа добычи нефти и условий эксплуатации нефтяного месторождения. Подготовка нефти на промыслах для дальнейшего транспорта осуществляется согласно ГОСТу Р 51858-2002, приведённому в таблице 1.1. По степени подготовки нефть разделяют на группы 1-3.[5]

Таблица 1.1 – Физико-химические свойства товарной нефти по ГОСТ

Наименование показателя	Норма для группы		
	I	II	III
Массовая доля воды, % не более	0,5	1,0	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100,0	300,0	900,0
Массовая доля механических примесей, % не более	0,05		
Давление насыщенных паров, кПа (мм. рт. ст.) не более	66,7 (500)		

О стойкости эмульсии можно судить, исходя из самого способа добычи нефти, а также, непосредственно, от самого месторождения. Его периода эксплуатации и физико-химических свойств самой нефти.

При фонтанном способе, который характерен для начального периода эксплуатации залежи нефти, происходит интенсивный отбор жидкости из скважины. Интенсивность перемешивания нефти с водой в подъемных трубах скважины увеличивается из-за выделения растворенных газов при снижении давления ниже давления насыщения, что приводит к образованию эмульсий уже на ранней стадии движения смеси нефти с водой.

При глубиннонасосной добыче нефти эмульгирование происходит в клапанных коробках, самих клапанах, в цилиндре насоса, в подъемных трубах при возвратно-поступательном движении насосных штанг. При использовании электропогружных насосов перемешивание воды с нефтью происходит на рабочих колесах насоса, в подъемных трубах.

В компрессорных скважинах причины образования эмульсий те же, что и при фонтанной добыче. Особенно отрицательно влияет воздух, закачиваемый иногда вместо газа в скважину, который окисляет часть тяжелых углеводородов с образованием асфальто-смолистых веществ. Наличие солей нафтеновых кислот и асфальто-смолистых веществ, приводит к образованию эмульсий, отличающихся высокой стойкостью.

В дальнейшем при движении газированных обводненных нефтей в системе сбора также возможно образование эмульсий. Основной причиной здесь является энергия турбулентного потока. Перепады давления, пульсация газа, наличие штуцерирующих устройств, задвижек, поворотов и фитингов способствуют повышению турбулентности потока и интенсивному диспергированию воды в нефти [6].

1.1 Физико-химические особенности эмульсий

При образовании эмульсии увеличивается поверхность дисперсной фазы. А это значит, что затрачивается определенная работа для данного процесса эмульгирования. И она в виде свободной поверхностной энергии, концентрируется на поверхности раздела фаз. Эту энергию еще называют поверхностным (межфазным) натяжением. Глобулы дисперсной фазы имеют сферическую форму, потому что такая форма имеет наименьшую поверхность и наименьшую свободную энергию для данного объема.

Свойства нефтяных эмульсий влияют на технологические процессы добычи нефти, внутрипромыслового транспорта, сепарации, предварительного обезвоживания, деэмульсации (разрушения эмульсий), очистки и подготовки нефтепромысловых сточных вод.

У водонефтяных эмульсий можно выделить следующие физико-химические свойства, такие как дисперсность, вязкость, плотность, электрическими свойствами, устойчивостью.

Дисперсность — это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде.

От дисперсности зависят многие другие свойства эмульсий. Мерой дисперсности является удельная межфазная поверхность:

$$S_{уд} = \frac{S}{V}, \quad (1.1)$$

где S – суммарная поверхность капель;

V – объем системы.

При диспергировании поверхность увеличивается, а объем системы не изменяется.

$$S_{уд} = \frac{1}{d}, \quad (1.2)$$

где d – диаметр капли.

В водонефтяных эмульсиях содержатся глобулы различных размеров, следовательно, можно сделать вывод, что они будут являться полидисперсными.

Размер капель пропорционален количеству затраченной энергии: чем больше затрачено энергии, тем меньше диаметр капель и больше их суммарная поверхность.

Водонефтяные эмульсии можно разделить на следующие подразделения по дисперсности:

- Мелкодисперсные — d_k изменяется от 0.2 до 20 мкм;
- Среднедисперсные — d_k изменяется от 20 до 50 мкм;
- Грубодисперсные — d_k изменяется от 50 до 300 мкм.

Вязкость. Данный параметр необходимо знать, когда проектируются промысловые трубопроводы, по которым будет перекачиваться нефть на установку для ее дальнейшей подготовки. Также знание вязкости жидкости необходимо при выборе отстойной аппаратуры и ее режима работы.

Вязкость водонефтяной эмульсии нельзя назвать аддитивным свойством, если говорить другими словами, то она не равна сумме вязкости нефти и воды. Вязкость сырой нефти (как неньютоновской жидкости) зависит от многих факторов: количества воды, содержащейся в нефти; температуры, при которой получена эмульсия; присутствия механических примесей (особенно сульфида железа FeS) и pH воды.

Плотность эмульсии — величина почти аддитивная, поэтому рассчитывается относительно легко исходя из значений плотностей нефти и воды с учетом их процентного содержания:

$$\rho_{\text{э}} = \frac{1}{\frac{0,01g}{\rho_{\text{в}}} + \frac{1 - 0,01g}{\rho_{\text{н}}}} \quad (1.3)$$

где $\rho_{\text{э}}$, $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{в}}$ — плотности эмульсии, нефти и воды соответственно;
 g — массовая доля воды в эмульсии.

$$g = \frac{g_0}{1 - 0,01X}, \quad (1.4)$$

где g_0 — массовая доля чистой воды в эмульсии;
 X — содержание растворенных солей в воде, % масс.

Если известна плотность пластовой воды, плотность добываемой нефти и плотность образованной эмульсии, то обводненность можно определить:

$$W = \frac{\rho_{\text{в}}(\rho_{\text{э}} - \rho_{\text{н}})}{\rho_{\text{э}}(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})} \cdot 100, \% \text{масс.} \quad (1.5)$$

Электрические свойства эмульсий. В чистом виде и нефть и воду можно назвать диэлектриками. Проводимость нефти $10^{-10} - 10^{-15} \text{ (Ом*см)}^{-1}$, а воды $10^{-7} - 10^{-8} \text{ (Ом*см)}^{-1}$. Но если в воде будет содержаться даже незначительное количество растворенных солей или же кислот, то ее электропроводимость сразу увеличится в десятки раз. Именно из-за данного факта, электропроводность водонефтяной эмульсии зависит от количества растворенных в данной воде солей и кислот, а не только от количества содержащейся воды и степени ее дисперсности.

Свойство капель воды в эмульсиях располагаться вдоль силовых линий электрического поля послужило основой использования электрических полей для разрушения водонефтяных эмульсий в процессе подготовки нефти. [8]

Устойчивость - способность в течение определенного времени не разделяться на нефть и воду. Это очень важный показатель для нефтяных эмульсий

Устойчивость дисперсной системы характеризуется неизменностью во времени ее основных параметров: дисперсности и равновесного распределения дисперсной фазы в среде.

Учитывая стойкость водонефтяных эмульсий, необходимо знать, что выделяются два понятия устойчивости: кинетическая и агрегативная.

Кинетическая (или седиментационная) устойчивость - это способность системы противостоять оседанию или всплыванию частиц дисперсной фазы под действием архимедовых сил. Для разбавленных эмульсий, когда содержание дисперсной фазы менее 3%, кинетическая устойчивость может быть представлена выражением:

$$K_y = \frac{1}{W_{oc}}, \quad (1.6)$$

где W_{oc} – скорость оседания частиц дисперсной фазы.

Агрегативная устойчивость эмульсий - это способность глобул дисперсной фазы при их столкновении друг с другом или границей раздела фаз сохранять свой первоначальный размер. В этой связи следует различать два процесса: коалесценцию и флокуляцию.

Флокуляция - слипание глобул при столкновении с образованием агрегатов из двух и более глобул.

Коалесценция - процесс слияния (укрупнения) глобул при столкновении друг с другом или границей раздела фаз.

Так как, многие водонефтяные эмульсии имеют достаточно высокую агрегативную устойчивость, ее величину лучше всего можно будет оценить по следующей формуле:

$$A = \frac{W_0 - W}{W_0}, \quad (1.7)$$

где W_0 – общее содержание дисперсионной фазы и анализируемой эмульсии;
 W – количество дисперсионной фазы, расслоившейся в процессе центрифугирования.

Таким образом, делая вывод из всего вышеперечисленного, можно сказать, что кинетически устойчивыми являются высокодисперсные системы, ну а грубодисперсные системы будут разрушаться, делиться на нефть и воду, так как будет происходить оседание частиц дисперсной фазы.

Коагуляцией называется процесс образования крупных агрегатов, которые образуются при столкновении глобул воды друг с другом или с границей раздела фаз и слипанием под действием сил молекулярного притяжения (ван-дер-ваальсовых сил).

В таких агрегатах частицы еще сохраняются как таковые какое-то время, затем самопроизвольно сливаются с уменьшением поверхности раздела фаз.

Следствием потери агрегативной устойчивости является потеря седиментационной (кинетической) устойчивости.

В процессе подготовки продукции нефтяных скважин к расслоению должна быть максимально снижена агрегативная и кинетическая устойчивость газоводонефтяных эмульсий.

Некоторые нефтяные эмульсии обладают чрезвычайно высокой устойчивостью и могут существовать долго.

Наблюдаемая долговечность таких систем свидетельствует о том, что наряду с ван-дер-ваальсовскими силами притяжения между частицами существуют и силы отталкивания или эффекты, препятствующие притяжению [7].

1.2 Способы разрушения водонефтяных эмульсий

Существующие методы разрушения водонефтяных эмульсий можно разделить на несколько групп:

- Механические методы
- Термические методы
- Химические методы
- Электрические методы

Водонефтяные эмульсии являются достаточно стойкой системой, которая, чаще всего, не расслаивается под действием только одной силы тяжести. Для ее разрушения нужны определенные условия, которые способствовали бы столкновению и коалесценции капель воды, а также дальнейшему разделению двух фаз.

К механическим способам обезвоживания нефти можно отнести способы разделения эмульсий, в которых используется действие физических факторов. К таким относятся силы гравитации и центробежные силы, а так же свойства жидкостей проходить через фильтры.

Термические методы разрушения водонефтяных эмульсий основаны на использовании тепла. При нагревании эмульсии, понижается ее вязкость, сольватная оболочка расширяется и разрушается, а капли воды коалесцируют друг с другом. Вода отстаивается внизу, а наверху – нефть. Этот процесс происходит в резервуарах-отстойниках при температуре до 70°C. Но одним из недостатков такого метода является то, что при повышении температуры увеличивается давление насыщенных паров легких фракций нефти, что приводит к потере нефтепродуктов. Для того, чтобы избежать этой проблемы, отстой ведут под давлением, что в свою очередь ведет к удорожанию конструкций. Кроме этого, к недостаткам этого метода относят потери значительного количества тепла с дренируемой водой.

Химические методы разрушения являются одними из самых распространенных. В них используются вещества – деэмульгаторы, которые вытесняют сольватную оболочку, либо растворяют ее, из-за чего эмульсия и начинает разрушаться. В наше время, начали достаточно широко использовать неионогенные деэмульгаторы типа ПАВ (на основе окисей этилена и

пропилена). Благодаря им начинают образовываться другие эмульсии, которые являются противоположными по типу разрушаемым.

Эффективность химического метода разрушения эмульсии в значительной степени зависит от вида подбираемого деэмульгатора, который выбирается, исходя из ряда лабораторных исследований. И чем раньше введется деэмульгатор в смесь, которая образовалась из нефти и воды, тем эффективнее и легче будет происходить сам процесс разделения данной водонефтяной эмульсии. Помимо этого, можно заметить, что этого, добавления толь химического реагента – деэмульгатора, будет не достаточно для эффективного разделения эмульсии. Одним из необходимых условий является обеспечение максимального контакта деэмульгатора и разрушаемой водонефтяной эмульсии. Данное условие можно достичь, если подогреть эмульсию и интенсивно ее перемешивать, ил же орошением обводненной нефти концентрированным раствором деэмульгатора по всей поверхности ее зеркала в резервуаре-отстойнике.

В электрохимических методах, при попадании нефтяной эмульсии в электрическое поле, частицы воды поляризуются и начинают двигаться в определенном направлении, сталкиваясь друг с другом и укрупняясь.

1.3 Механизм действия деэмульгаторов

Процесс действия деэмульгаторов на эмульсию весьма сложен. Основы механизма деэмульсации при помощи реагентов наиболее полно разработаны в трудах П.А.Рибендера и его школы. Из анализируемых источников, а также данных, полученных при проведении опытов, можно сделать вывод, что если деэмульгаторы будут обладать поверхностной активностью большей, чем сама водонефтяная эмульсия, то они будут вытеснять их из поверхности слоя глобул воды [8].

Адсорбируясь на коллоидных или грубодисперсных частицах природных эмульгаторов, молекулы деэмульгаторов изменяют их смачиваемость. Благодаря этому, их частицы переводит с границы раздела фаз в объем одной

из фазы, водной или нефтяной и занимают их место на границе раздела этих фаз. Из этого следует снижение поверхностного натяжения, так как адсорбционные слои, которые образовались, из молекул химического реагента – деэмульгатора, почти не обладают какими-то заметными структурно-механическими свойствами. Таким образом, это способствует быстрой коалесценции капель воды.

Для разрушения эмульсий, стабилизированных твердыми частицами (бронирующими эмульгаторами), деэмульгатор должен иметь хорошие смачивающие свойства для перевода этих частиц вглубь объема.

Некоторые исследователи убеждены, что, препятствующие слиянию капель водонефтяной эмульсии, электрические поля могут сниматься под воздействием ПАВ, которые вводятся в систему.

Согласно воззрению Де Грота, введение в нефть деэмульгаторов способствует образованию комплексных соединений гидрофобных стабилизаторов нефтяных эмульсий с гидрофильными молекулами ПАВ – деэмульгатора, в результате чего природные стабилизаторы нефти теряют способность эмульгировать воду [8].

Другая часть исследователей считает, что химические реагенты – деэмульторы являются поверхностно-активными веществами, которые способны образовывать эмульсии обратного типа, по отношению к той эмульсии, которую они разрушают, и при разрушении ими эмульсии, происходит обращение фаз. Деэмульгаторы должны обладать гидрофильными свойствами, имеющие большую поверхностную активность, превышающую таковую у асфальтово-смолистых веществ, а также дающие оболочки с низкой механической прочностью.

Таковыми свойствами обладают натриевые и калиевые мыла нафтенowych кислот, натриевые и калиевые мыла жирных кислот, натриевые и кальциевые соли сульфокислот [9].

Рассмотрев характер действия химических веществ, как деэмульгаторов нефтяных эмульсий, видим, что они обеспечивают создания основного

условия, необходимого для разрушения эмульсии. Этим условием является уничтожение препятствий для слияния частиц воды, то есть замена бронирующих, механически прочных оболочек слабыми, а также нейтрализация заряда глобул.

Кроме этого основного условия, для расслаивания нефтяной эмульсии необходимо создать еще следующие дополнительные условия: во-первых, хорошим перемешиванием деэмульгатора с эмульсией надо обеспечить ему возможность быстрее добраться к оболочке глобул; во-вторых, подогревом эмульсии, увеличить возможное число столкновений глобул.

При увеличении температуры в телах увеличивается движение молекул, а также уменьшается вязкость нефтяной среды, которая препятствует как столкновению, так и осаждению водяных частиц. Повышение температуры увеличивает давление внутри глобул и обеспечивает разрыв поверхностных пленок [9].

Затем требуется создать хорошие условия отстоя разрушенной эмульсии. Отстойник должен быть оборудован плавающим приемом, а рабочая температура в нем не должна превышать ту, при которой начинается осядаемое выделение нефтяных паров.

Большое значение для эффективности и экономичности деэмульсации химическими соединениями имеет время, прошедшее с момента образования эмульсии до ввода деэмульгатора. Чем скорее начата деэмульсация, тем лучше и легче она пойдет, тем ниже потребуются температура и тем меньше расход реагента.

Со временем в эмульсиях увеличивается количество асфальто-смолистых веществ, накапливающихся на оболочке глобул, в самой оболочке также идут процессы. Все это приводит к повышению механической прочности защитных оболочек и к повышению стойкости эмульсии.

Для некоторых нефтей повышение стойкости эмульсии отмечается довольно быстро, через несколько минут или же в течение часа – двух после

эмульгирования. Другие нефти проявляют признаки старения спустя более значительное время.

Поэтому время начала обработки эмульсии далеко не безразлично. Во всех случаях оно должно быть уменьшено до минимума.

По месту ввода деэмульгатора можно разделить деэмульсацию с химическими реагентами следующим образом:

- Ввод деэмульгатора в скважину.
- Ввод деэмульгатора в выкидную линию.
- Ввод деэмульгатора в резервуар.
- Ввод деэмульгатора на прием насоса, подающего эмульсию в нагревательное устройство.

Наиболее эффективным из них является ввод деэмульгатора в скважину. Здесь при надлежащей постановке дела, можно не опустить или свести к минимуму образование эмульсий.

Ввод деэмульгатора в выкидную скважину тоже является хорошим решением вопроса, в особенности, если он осуществляется у самой скважины. Малое время, прошедшее с момента образования эмульсии, а также присутствие в системе газа, обеспечивающего хорошее перемешивание с деэмульгатором, являются положительными факторами.

Во всяком случае, место ввода деэмульгатора в выкидную линию надо осуществлять до газосепаратора, так как после него жидкий поток в трубах движется уже спокойно, и перемешивание деэмульгатора не обеспечится. Чем ближе к скважине, тем больше температура и тем лучше условия для разложения эмульсии. Для некоторых нефтей дополнительного подогрева может и не потребоваться.

Ввод химического реагента в резервуар с эмульсией, в целях ее разложения, является самым нерациональным методом. Невозможно достичь удовлетворительного контакта деэмульгатора с эмульсией, даже производя циркуляцию их с помощью насоса. В условиях резервуара трудно обеспечить

однородность нагрева. Такое осуществление деэмульсации дает очень большие потери светлых нефтепродуктов от испарения. В настоящее время этот способ признан устаревшим и, как правило, не применяется.

При вводе деэмульгатора на прием насоса, подающего эмульсию в нагревательное устройство, подача деэмульгатора производится фактически в более или менее застаревшую эмульсию. Но, благодаря устройству обслуживания, этот способ получил большое распространение.

Единственным способом выбора оптимального деэмульгатора является экспериментальная проверка деэмульгирующей способности на модельной эмульсии.

К такой проверке можно отнести бутылочный тест. Этот метод представляет собой испытание с отбором проб откачиваемой эмульсии в бутылки[1].

Тест проводился с использованием 10 мл сырой нефти в каждом случае в инкубаторе при постоянной температуре (70 °C). Соответствующее количество деэмульгаторов впрыскивали в 10 мл эмульсионной системы для получения 10-5 объемной доли каждого деэмульгатора в эмульсии. Затем бутылки встряхивали в течение 1 минуты, чтобы тщательно перемешать деэмульгатор и эмульсию. Бутылки затем возвращали в инкубатор. Разделение фаз контролировалось положением границы раздела вода/эмульсия и регистрировалось как функция времени для проверки объема воды, отделяемой каждые 15 минут. Бутылка, содержащая эмульсию без каких-либо добавок, использовалась в качестве образца (контрольная проба). Объем отделения воды от эмульсионной системы не наблюдался. Водоразделение в зависимости от времени было построено, что определяется как:

$$\left(\% \frac{V}{V}\right) = \frac{V_1}{V_2} \cdot 100, \quad (1.8)$$

где V_1 - объем отделенной воды,

V_2 - исходный объем содержащейся воды.

Результаты экспериментальных опытов использовались в качестве фактора оптимизации составов для достижения наилучших результатов при разрушении эмульсионной системы вода-в-нефти. Тип материала и концентрация были использованы в качестве переменных в экспериментальном проекте. Таким образом, концентрации водорастворимых деэмульгаторов (этоксилат жирного спирта, триэтаноламина и мочевины) изменяются во всех опытах, в то время как pH и температура остаются постоянными. Данные опыты были использованы для оптимизации концентрации как растворимых в нефти, так и водорастворимых деэмульгаторов. Оптимальная концентрация для обоих факторов была затем объединена в качестве новой композиции для обработки эмульсионных систем сырой нефти [1].

Деэмульсация нефтей с помощью химических реагентов получила повсеместно очень большое распространение, благодаря следующим достоинствам процесса:

- Гибкость метода. Смена деэмульгатора не требует изменения аппаратуры. Хорошим подбором деэмульгатора и режимом деэмульсации можно разрушить эмульсии различной стойкости, вплоть до очень стойких.
- Простота оборудования. Аппаратура установок не сложна, надежна и удобна в работе. Благодаря этому процесс осуществляется очень малым штатом [9].

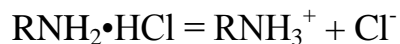
1.4 Характеристика ПАВ – деэмульгаторов

Классификация ПАВ определяется зарядом его ионизированной гидрофобной части. Если органический ион заряжен отрицательно, то это анионное вещество, если положительно – то это катионное вещество [11].

- Анионактивные ПАВ диссоциируют в воде с образованием отрицательно заряженных поверхностно-активных ионов.



- Катионоактивные вещества при диссоциации в воде образуют положительно заряженные поверхностно-активные ионы.



- . Неионогенные ПАВ практически не образуют в водном растворе ионов.

- Амфолитные ПАВ образуют в водном растворе в зависимости от условий (рН, растворитель и т.д.) или анионоактивные и катионоактивные вещества.

- Высокомолекулярные (полимерные) ПАВ выделяются в отдельную группу и состоят из большого числа повторяющихся звеньев, каждое из которых имеет полярные и неполярные группы [11].

Деэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных эмульсий должны удовлетворять следующим основным требованиям[10]:

1. Быстрая миграция через объём нефтяной фазы к поверхности раздела фаз, где они должны произвести действие по разрушению бронирующих оболочек на каплях эмульгированной воды.

2. Способность к флокуляции. Деэмульгаторы должны обеспечивать притяжение и сближение капель воды друг к другу. В итоге, образуются большие скопления капель воды, выглядящие под микроскопом, как сгустки, ассоциаты.

3. Максимальное снижение прочности структурно-механических адсорбционных слоёв на границе раздела фаз, облегчение коалесценции. После флокуляции плёнка эмульгатора всё ещё остаётся сплошной. Силы флокуляции может быть недостаточно, чтобы вызвать коалесценцию капель. Однако в большинстве случаев деэмульгатор вызывает разрыв плёнки на поверхности капель, что даёт начало процессу коалесценции. Разрывы плёнки в составе флокул приводят к увеличению размера капель.

4. Смачивание твёрдых частиц. Деэмульгаторы, предназначенные для разрушения эмульсий, стабилизированных большим количеством механических примесей, должны изменять смачиваемость

поверхности твёрдых компонентов и обеспечивать их переход с поверхности раздела фаз внутрь капель воды.

5. Высокая эффективность. Эффективность деэмульгаторов характеризуется их расходом, качеством подготавливаемой нефти, или содержанием в ней воды и механических примесей, остаточных хлористых солей, минимальной температурой нагрева и продолжительностью отстаивания нефти.

6. Более высокая поверхностная активность, чем у стабилизирующих эмульсию компонентов. Максимальное снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз должно обеспечиваться при относительно небольших расходах деэмульгатора.

7. Отсутствие взаимодействия с компонентами пластовых вод с образованием осадков.

Наряду с этим деэмульгаторы должны быть дешевыми, термостойкими, транспортабельными и обладать определенной универсальностью, т.е. разрушать эмульсии различных месторождений.

Теоретически деэмульгатор может быть эффективным только для одной определенной эмульсии, имеющей строгое соотношение жидких фаз, заданную степень дисперсности, определенное количество эмульгатора неизменного состава. Следовательно, тип деэмульгатора в процессе разработки нефтяного месторождения, должен корректироваться по мере изменения состава эмульсий и их физических свойств.

Единственным достоверным способом подбора оптимального деэмульгатора является экспериментальная проверка деэмульгирующей способности на модельной эмульсии. Кроме того, современные предприятия отдают предпочтение неионогенным деэмульгаторам, так как они имеют следующие преимущества, по сравнению с ионогенными (табл.1.2).

Таблица 1.2. – Сравнение характеристик ионогенных и неионогенных деэмульгаторов

Ионогенный деэмульгатор	Неионогенный деэмульгатор
При взаимодействии с пластовой водой образуют малорастворимые осадки ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, $\text{Fe}(\text{OH})_3$ и др.)	Не взаимодействуют с растворенными в пластовой воде солями и не образуют твердых осадков;
Являются эмульгаторами эмульсий типа Н/В, что ведет к повышенному содержанию нефти в отделенной воде;	Применяют исключительно для разрушения эмульсий типа В/Н, и они не образуют при этом эмульсии Н/В;
Большой удельный расход;	Малый удельный расход;
	Обладают хорошими моющими свойствами и смывают со стенок труб и оборудования нефтяные пленки, обнажают поверхность металла, которая под действием пластовой воды может интенсивно корродировать

В настоящее время наибольшее применение нашли следующие отечественные деэмульгаторы [12]:

- Реапон – «Макромер» (Владимир);
- Девон – «Икар» (Уфа);
- ИКАП – Химпром (Уфа);
- НефтенолД – «Химеко – ГАНГ» (Москва);
- СНПХ – НИИ Нефтепромхим (Казань);
- Реапон ИФ, ИП, ИК – «Напор» (Казань);
- ДИНЫ – «Протон» (Казань);
- Рекод, Интекс – «Химтехно» (Казань);

Из импортных можно назвать следующие деэмульгаторы [12]:

- Сепаролы - Baker (США);
- Диссолваны - Clariant AG (Германия);
- Прогалиты - Buna (Германия);
- Кемеликс - ICI (Великобритания);
- Деэмульферы - ТОНО (Япония);

- Дауфакс - Dow Chemical (Япония);
- Кродакс - Komicro (Хорватия);

1.5 Влияние деэмульгаторов на поверхностное натяжение

Как уже отмечалось выше процесс эмульгирования, и свойства эмульсий зависят от поверхностного натяжения фаз и межфазного натяжения гетерогенной системы. Поверхностное натяжение σ является одним из основных параметров, определяющих диспергируемость системы. Чем ниже поверхностное натяжение, тем мельче капли эмульсии при определенном перемешивании и тем стабильнее система.

Ниже будут рассмотрены вопросы зависимости поверхностного натяжения от параметров нефти и от концентрации деэмульгатора.

Поверхностное натяжение σ определяется как работа образования 1 см² новой поверхности жидкости в изотермических условиях или как избыток свободной энергии 1 см² поверхностного слоя жидкости по сравнению с энергией слоя той же толщины, взятого внутри жидкости. Величина σ при таком определении будет измеряться в эрг/см².

Поверхностное натяжение можно рассматривать и как силу, отнесенную к единице длины, то есть к 1 см линии, ограничивающей поверхность жидкости. Эта сила принимается за единицу поверхностного натяжения и в системе СГС выражается как дин/см. Она перпендикулярна к касательной, проведенной в данной точке к линии, ограничивающей поверхность жидкости, и лежащей в плоскости, касательной к поверхности жидкости в той же точке, и направлена в сторону уменьшения поверхности жидкости. На практике добычи нефти необходимо знать σ воды на границе с нефтью, σ нефти и воды на границе с газом. Далее будем рассматривать поверхностное натяжение только на границе нефть – вода [18].

1.5.1 Поверхность раздела нефть – вода

Эта поверхность наиболее часто применяется в практике нефтедобычи. Менее полярной фазой является углеводородная жидкость, более полярной – вода. Поверхностно – активные молекулы, находящиеся в нефти и воде, обращаются в поверхностном слое своей гидрофобной группой в сторону нефти, гидрофильной – в сторону воды. Минеральные основания и соли, растворенные в воде, увеличивают поверхностное натяжение воды на границе с неполярной углеводородной жидкостью, то есть являются веществами инактивными. Органические соединения в пластовых водах – мыла, являющиеся солями нафтеновых кислот, адсорбируются на поверхности раздела вода – неполярная углеводородная жидкость и снижают поверхностное натяжение. Подобная картина наблюдается и в случае дистиллированной воды при растворении в неполярной углеводородной жидкости, например, в толуоле, жирной кислоты (стеариновой), а также с изменением активных компонентов в нефтях (Табл. 1.3) [18].

Классификация нефтей дана по В. Т. Малышеку. Это объясняется тем, что органические кислоты (стеариновая и нафтеновые) очень плохо растворяются в воде. Гидрофобная группа их молекул сильно преобладает над гидрофильной. Значительная часть молекул не может оставаться у поверхности раздела и сильно втягивается в нефть.

Таблица 1.3 – Влияние органических веществ на поверхностное натяжение

Углеводороды и нефти	Дистиллированная вода $\sigma_{\text{вн}}$, эрг/см ²	Щелочная пластовая вода $\sigma_{\text{вн}}$, эрг/см ²
Толуол	38,0	27,0

Продолжение таблицы 1.3

Толуол +0,001% стеариновой кислоты	35,5	16,6
» +0,005 »	33,8	11,0
» 0,01 »	33,4	9,6
» +0,02 »	33,6	11,9
» +0,05 »	31,5	3,4
» +0,10 »	31,7	2,8
Нефть:		
Неактивная	27,4	16,5
Малоактивная	27,5	8,3
Активная	27,2	4,4
Высокоактивная	27,0	0,7

Классификация нефтей дана по В. Т. Малышеку. Это объясняется тем, что органические кислоты (стеариновая и нафтеновые) очень плохо растворяются в воде. Гидрофобная группа их молекул сильно преобладает над гидрофильной. Значительная часть молекул не может оставаться у поверхности раздела и сильно втягивается в нефть.

В отличие от дистиллированной воды щелочная вода резко снижает $\sigma_{\text{вн}}$ с увеличением концентрации стеариновой кислоты в толуоле и активных компонентов в нефти. Это объясняется тем, что высшие жирные и нафтеновые кислоты легко взаимодействуют с щелочью, образуя соли, которые представляют собой мыла, хорошо растворяющиеся в воде. С образованием мыла в воде происходит одновременно и адсорбция его на поверхности раздела вода – нефть.

Из нефтей наибольшее снижение $\sigma_{\text{вн}}$ на границе со щелочной водой дает высокоактивная нефть, содержащая наибольшее количество органических кислот и смол.

Для снижения поверхностного натяжения воды на границе с нефтью применяются различные водорастворимые ПАВ. Адсорбция этих веществ на поверхности раздела вода - нефть при различных водах и нефтях неодинакова. Одни ПАВ обладают большей поверхностной активностью для одного сочетания условий, другие – для другого. Добавка некоторых ПАВ, не превышающая сотых долей процента, приводит к снижению поверхностного натяжения с нескольких десятков до нескольких десятых эргов на квадратный сантиметр.

Таким образом, наряду с водорастворимыми ПАВ для снижения поверхностного натяжения могут быть применены и нефтерастворимые, а также нефтеводорастворимые ПАВ [18].

1.5.2 Влияние температуры и давления

С увеличением давления поверхностное натяжение меняется мало, поэтому его изменениями при рассмотрении процесса разработки, а также лифтирования можно пренебречь.

С увеличением температуры поверхностное натяжение уменьшается в зависимости от характеристики нефти до 10 эрг/см^2 . С увеличением давления поверхностное натяжение возрастает [7].

1.5.3 Влияние активных компонентов

Для решения ряда практических задач не менее важно знать, как могут влиять на $\sigma_{\text{вн}}$ те или иные активные компоненты нефти. Исследования показали, что низкомолекулярные нафтеновые кислоты в неполярном растворителе (керосине) существенного снижения $\sigma_{\text{вн}}$ ни дают ни на границе с жесткой водой, ни на границе с щелочной водой. Резкое снижение $\sigma_{\text{вн}}$ дают высокомолекулярные нафтеновые кислоты со средним молекулярным

весом 344, содержащиеся в масляном асидоле. Высокомолекулярные жирные кислоты (стеариновая кислота) мало снижают $\sigma_{\text{вн}}$. Резкое снижение $\sigma_{\text{вн}}$ дают также выделенные из некоторых нефтей смолы [18].

1.5.4 Влияние химического реагента

Как уже говорилось выше, поверхностный слой жидкости на границе с воздухом или другой жидкостью характеризуется определенным поверхностным натяжением, то есть силой, с которой жидкость сопротивляется увеличению своей поверхности [18].

В настоящее время пришли к выводу, что добавление ПАВ к чистым нефтяным поганам, в некоторых случаях, может вызвать снижение их поверхностного натяжения на границе с водой. Данное явление носит общий характер. Также, отмечается, что ПАВ даже при растворении в очень малых концентрациях, достаточно существенно понижают поверхностное натяжение [19].

Понижение поверхностного натяжения на границе раздела нефть – вода в результате воздействия полярных веществ можно объяснить таким образом, что вещество, которое добавляется, неравномерно распределяется в том компоненте системы, который является, по отношению к нему, растворителем. А если добавить полярное вещество, то оно будет адсорбироваться поверхностным слоем растворителя, и тем самым понижать его поверхностную энергию. Как итог, образуется адсорбированный слой на границе раздела фаз, который можно рассматривать, как пленку молекул ПАВ на поверхности растворителя. Но водонефтяная эмульсия образовывается только в том случае когда механическое воздействие на смесь двух взаимно нерастворимых жидкостей будет вызывать диспергирование, другими словами, будет происходить дробление на очень мелкие частицы. И чем меньше поверхностное натяжение жидкостей, тем легче будет идти образование капель, то есть увеличение общей поверхности жидкости, так как оно будет требовать меньшей затраты работы [7].

Таким образом, установлено, что многочисленные технологии с применением химических реагентов могут реализоваться со значительными побочными эффектами: образование мелкодисперсных, агрегативно устойчивых эмульсий, которые требуют более жестких режимов разделения.

Поэтому необходимо более тщательно выбирать реагент и определять оптимальную концентрацию деэмульгатора для разрушения нефтяных эмульсий.

1.6 Методики расчета поверхностного натяжения

Существует множество прикладных методов оценки ПАВ; каждый из них имеет свои преимущества, недостатки и области использования. Выбор метода для определения поверхностного натяжения должен быть «компромиссом» между точностью, легкостью проведения определения и пригодностью полученных результатов для корреляции.

Рассмотрим наиболее распространенные методики, в том числе и рекомендованные Международной комиссией по оценке свойств ПАВ. Эти методики, безусловно, не всегда оптимальны, но они апробированы в круговых испытаниях и стандартизированы. Подробное же описание физической сути всех методов с выводом формул можно найти в ряде учебников и практикумов по коллоидной химии.

Важнейшими из методов определения поверхностного натяжения являются – сталагмометрический, взвешивания или измерения объема капель, отрыва кольца, серьги, пластинки (Дю Нуи) [21].

1.6.1 Метод определения массы и объема капли

Этот метод основывается на зависимости поверхностного натяжения от массы и объема капли, отрывающейся с конца капиллярной трубки. Определение проводят на приборе конструкции УфНИИ НП, который состоит из капилляра, соединенного со стеклянным шприцем, микрометра и сосуда для испытуемой жидкости.

Наиболее важной частью прибора является капилляр, конец которого должен быть срезан строго перпендикулярно его оси и отполирован. Диаметр капилляра измеряют с высокой степенью точности при помощи компаратора.

В начале работы определяется объем жидкости, приходящейся на одно деления головки микрометра. Далее при 20°С набирают в шприц очищенный газойль. Поворотом микрометра из шприца выдавливают в бюкс несколько капель газойля. Определяют его массу. Исходя из показаний микрометра и плотности газойля, определяют объем жидкости, приходящейся на одно деление головки микрометра. Стеклоанная часть прибора перед началом определений необходимо тщательно промыть [8].

Поверхностное натяжение σ рассчитывают по формуле:

$$\sigma = (V_{\text{ср}} \cdot F \cdot (d_1 - d_2) \cdot g) / r, \quad (1.9)$$

где $V_{\text{ср}}$ – средний объем капли, см³;

d_1 – плотность водного раствора деэмульгатора, г/см³;

d_2 – плотность нефти;

g – ускорение силы тяжести, см/сек²;

r – радиус капилляра, см;

F – поправочная функция.

1.6.2 Метод растягивания жидких пленок

Метод отрыва кольца, серьги, пластинки – метод растягивания жидких пленок заключается в измерении максимальной силы, которую необходимо вертикально приложить к кольцу или серьге, находящимся в контакте с поверхностью исследуемого раствора, чтобы отделить их от поверхности, или к тонкой пластинке, чтобы растянуть образующуюся жидкую пленку.

Растворы, ПАВ, предназначенные для измерения, должны готовиться с особой тщательностью. При этом должна использоваться бидистиллированная вода, которую готовят и контролируют измерением ее поверхностного натяжения (категорически запрещается применять корковые и особенно резиновые пробки в конструкции дистиллятора и закрывать ими

сосуды, в которых хранятся растворы). Поверхностное натяжение растворов ПАВ меняется с течением времени, поэтому необходимо в начале провести несколько измерений, построить зависимость поверхностного натяжения от времени и найти время, при котором абсорбция из объема раствора на поверхность достигла состояния равновесия. Все последующие измерения проводят лишь в равновесных условиях.

Поверхность раствора очень чувствительна к загрязнениям атмосферной пылью и парами растворителей, поэтому необходимо избегать любых работ с летучими продуктами в комнате, где проводят измерение. Кроме того, желательно защищать установку колпаком. Это позволит также уменьшить колебания температуры.

Измерения по этому методу обычно проводят на тензиометрах, выпускаемых серийно за рубежом, а также на опытных приборах различной модификаций [21].

Основными элементами тензиометра являются горизонтальная платформа, которая может перемещаться в вертикальном направлении с помощью микрометрического винта; динамометр непрерывного действия и показывающее или регистрирующее устройство. Измерительным элементом чаще всего бывают кольцо, серьга или тонкая пластинка.

Измерения проводят в зависимости от направления перемещения измерительного элемента, определяемого условием от более смачивающей фазы к менее смачивающей. При этом различают два случая:

- Водная фаза внизу (более тяжелая) – налить в измерительный сосуд водный раствор ПАВ, поместить сосуд на платформу и подвести его под измерительный элемент, так чтобы горизонтальная часть последнего погрузилась в раствор, затем прилить с особой осторожностью неводную фазу (необходимо избегать образование капелек или пузырьков на границе раздела фаз).

- Водная фаза сверху (более легкая) – налить в измерительный сосуд неводную фазу, затем осторожно прилить водный раствор и после

этого подвести измерительный сосуд с помощью платформы под измерительный элемент, так, чтобы его горизонтальная часть погрузилась в водную фазу и касалась границы раздела фаз.

Прежде чем приступить к измерению, следует выждать несколько минут, пока адсорбция на границе раздела фаз не достигнет равновесия, затем, медленно опуская или поднимая платформу, восстанавливают равновесие с помощью динамометра, определяя, таким образом, силу, необходимую для растягивания пленки, образовавшейся на горизонтальном участке серьги или кольца. Если пленка рвется, то необходимо повторить определение несколько раз, каждый раз с новым образцом и очищенным измерительным элементом [21].

2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В данной работе объектом исследования является водонефтяная эмульсия месторождения Западной Сибири, которая образуется в результате добычи и транспортировки нефти, а также реагенты-деэмульгаторы, добавляемые в водонефтяную эмульсию.

Разные нефти обладают различными физико-химическими свойствами и поэтому очень важно подобрать деэмульгатор для эффективного процесса массообмена и последующего процесса коалесценции капель воды.

Таблица 2.1-Основные физико-химические свойства эмульсии.

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Значение
1.	Нефть в сепаратор	т/год	212960,8
2.	Газ из сепаратора	т/год	85601,5
3.	Температура эмульсии	°C	15
4.	Плотность газа	кг/м ³	20
5.	Плотность нефтегазовой смеси	кг/м ³	633,07
6.	Плотность эмульсии	кг/м ³	829,51
7.	Вязкость нефти	Пуаз	0,0532

Методом исследования является математическое моделирование.

В отделении химической инженерии Национального исследовательского Томского политехнического университета разработана математическая модель, основанная на методике Тронова [3].

Расчет предполагает два основных этапа:

- расчет массообменной секции;
- расчет коалесцирующей секции.

Расчет массообменной секции

Вязкость эмульсии динамическая:

$$\mu_{\text{э}} = \mu_{\text{с}} \cdot e^{2,5 \cdot (\varphi_{\text{ф}} + \varphi_{\text{ф}}^{5/3} + \varphi_{\text{ф}}^{11/3}) \frac{\mu_{\text{ф}} + 0,4\mu_{\text{с}}}{\mu_{\text{ф}} + \mu_{\text{с}}}} \quad (2.1)$$

где $\mu_{\text{э}}$ - вязкость эмульсии, Пуаз;

$\mu_{\text{с}}$ - вязкость нефти, Пуаз;

$\mu_{\text{с}}$ - вязкость воды, Пуаз;

$\varphi_{\text{ф}}$ - объемная доля воды в дегазированной эмульсии.

Вязкость эмульсии кинематическая:

$$\nu_{\text{э}} = \frac{\mu_{\text{э}} \cdot 0,1}{\rho_{\text{э}}}, \text{ м}^2/\text{с} \quad (2.2)$$

где $\rho_{\text{э}}$ - плотность эмульсии на выходе из блока сепарации, $\text{кг}/\text{м}^3$

Расчет гидродинамических параметров потока

Объемная скорость потока (эмульсии), выходящего из блока сепарации рассчитывается по формуле:

$$U = \frac{GS}{3600 \cdot \rho_{\text{э}}}, \quad (2.3)$$

где GS - расход смеси на выходе из блока сепарации, $\text{кг}/\text{час}$;

U – объемная скорость потока, $\text{м}^3/\text{с}$.

Линейная скорость потока:

$$U_0 = \frac{U}{3,14 \cdot D^2 / 4}, \quad (2.4)$$

где D – диаметр массообменной секции, м;

U_0 – линейная скорость потока, $\text{м}/\text{с}$.

Число Рейнольдса в массообменной секции определяется по формуле:

$$\text{Re} = U_0 \cdot D \cdot \frac{\rho_{\text{н}}}{\mu_{\text{э}} \cdot 0,1}, \quad (2.5)$$

Расчет кинетики массообмена

Время протекания процесса массообмена определяется с учетом того, что W_p – количество в нефти воды, обогащенной реагентом в результате массообменных процессов – задается обычно 0,999:

$$t = \frac{\ln\left(\frac{1/0.999-1}{W-W_{p0}} W_{p0}\right)}{-K_c \sqrt{\frac{W}{Re^{0.25}} \cdot \frac{u_0}{d_{cp}}} \cdot 100}, \quad (2.6)$$

где W_{p0} – количество первоначально введенного раствора реагента в объемных единицах по отношению к общему объему эмульсии;

K_c – константа эффективности столкновений;

d_{cp} – средний диаметр капель, м.

u_0 – линейная скорость потока, м/с.

Формула изменения объема жидкости, получившей реагент и существующей в потоке в виде капель, имеет следующий вид:

$$\frac{W_p}{W} = \frac{1}{1 + \frac{W-W_{p0}}{W_{p0}} e^{-K_c \sqrt{\frac{W}{Re^{0.25}} \cdot \frac{u_0}{d_{cp}}} t}}, \quad (2.7)$$

где W_p – часть обводненности, представленная раствором реагента, об.доли;

W – обводненность нефти, об. доли;

W_{p0} – количество первоначально введенного раствора реагента, об.доли;

Re – число Рейнольдса;

K_c – константа эффективности столкновений, обычно задается 0,0001;

d_{cp} – диаметр капель воды в нефти, обрабатываемой в массообменной секции, м;

u_0 – линейная скорость потока в массообменной секции, м/с;

t – время протекания процесса, с.

Расчет коалесцирующей секции

Линейная скорость потока:

$$U_2 = \frac{U}{3.14 \cdot \frac{d_2^2}{4}}, \quad (2.8)$$

где U - объемная скорость потока, м³/с;

d_2 - диаметр коалесцирующей секции, м.

Число Рейнольдса в коалесцирующей секции:

$$Re_1 = \frac{U_2 \cdot D_2 \cdot \rho}{\mu_o \cdot 0.1}, \quad (2.9)$$

где ρ_n - плотность нефти на выходе из блока сепарации, кг/м³;

μ_o - вязкость эмульсии, Пуаз.

Максимальные диаметры устойчивых капель, которые могут существовать в турбулентном потоке при движении по трубопроводам, определяются выражением [3]:

$$d_{\max} = 43.3 \cdot \frac{\sigma^{1.5} + 0.7 \mu_o (u_2 \cdot 100)^{0.7} \sigma^{0.8}}{(u_2 \cdot 100)^{2.4} Re_1^{0.1} (\nu_o \cdot 10000)^{0.1} (\rho / 1000) \mu_o^{0.5}}, \quad (2.10)$$

где d_{\max} - максимальный диаметр капель, см;

σ - поверхностное натяжение, дин/см;

μ_o, μ_n - динамическая вязкость воды и нефти, Пуаз;

u_2 - линейная скорость потока в коалесцирующей секции, м/с;

ν_o - вязкость эмульсии кинематическая, м²/с;

ρ_n - плотность нефти, кг/м³.

Расчет кинетики процесса коалесценции

Коэффициент турбулентной диффузии определяется по формуле:

$$D_{\text{турб}} = \frac{0.0033 \cdot d_2 \cdot U_2}{\sqrt[8]{Re_1}}, \quad (2.11)$$

где U_2 - линейная скорость потока в коалесцирующей секции, м/с;

d_2 - диаметр коалесцирующей секции, м;

Re_1 - число Рейнольдса.

Для расчета кинетики коалесценции были использованы следующие основные уравнения:

$$W_1 = \frac{W}{1 + K_c \cdot \frac{24W}{d_{-p}^2} \cdot D_{\oplus p \dot{x}} \cdot t},$$

$$W_2 = W \left(1 - \frac{W}{1 + K_c \cdot \frac{24W}{d_{-p}^2} \cdot D_{\oplus p \dot{x}} \cdot t} \right), \quad (2.12)$$

где W_1 и W_2 - обводненности при каплях диаметром d_1 и d_2 ;

d_{cp} - исходный диаметр капель воды, м;

W - обводненность нефти при каплях диаметром d_{cp} ;

t - время процесса; при $t=0$ $W=W_1+W_2$.

Для завершения попарного слияния капель диаметром d_{cp} (см) необходимо время, определяемое по формуле:

$$t_4 = \frac{(W - W_1)d_{-p}^2}{24 \cdot K_c \cdot W \cdot W_1 \cdot D_{\oplus p \dot{x}}}, \quad (2.13)$$

Таким образом, по разработанной модели (основанной на методике Тронова) можно рассчитать два этапа процесса каплеобразования при промысловой подготовке нефти. На первой ступени завершаются массообменные процессы и разрушение бронирующих оболочек, на второй - укрупнение капель до эффективных размеров.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Проблемы эффективного ресурсопотребления и ресурсосбережения всегда являлись достаточно актуальными. Все технологические процессы сопровождаются потреблением первичных ресурсов, таких как земля, вода, воздух, топливо (энергия), материальные и трудовые ресурсы. Формирование и реализация стратегии ресурсосбережения на всех уровнях управления – один из важнейших вопросов стратегического менеджмента, так как ресурсоемкость является второй стороной товара, когда первой является его качество.

Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов.

Данный раздел дипломной работы посвящен обоснованию целесообразности исследования влияния деэмульгаторов на разрушение водонефтяных эмульсий.

Для данного исследования были использованы программы расчета, разработанные на кафедре химической технологии топлива НИ ТПУ. Полученные в ходе исследования результаты будут учтены при проведении оптимизации работы данной установки.

Обоснование целесообразности моделирующей системы, которая будет отвечать всем требованиям, является целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

4.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив поведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтяной отрасли.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Сегментировать рынок услуг по исследованию процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий можно по следующим критериям: вид деятельности, тип предприятия (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка услуг по исследованию деэмульгаторов:

Размер компании	Вид деятельности		
	Промысел	НИИ	ВУЗ
Крупные			
Средние			
Малые			

На приведенной выше карте сегментирования показано, какие ниши на рынке услуг по исследованию влияния деэмульгаторов на разрушение водонефтяных эмульсий не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок. Как правило, выбирают сегменты со сходными характеристиками, которые будут формировать целевой рынок.

4.1.2 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) анализ применяется для комплексной оценки научно-исследовательского проекта. Результатом анализа является описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз для реализации проекта, которые появились или могут появиться в его внешней среде. Итоговая матрица SWOT-анализа представлена в таблице 4.2

Таблица 4.2 – SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1.Эффективность и экономичность С2. Востребованность С3. Квалифицированность персонала С4. Ликвидность рабочего места	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1.Необходимость в материалах, комплектующих и новой информации для проведения научного проекта Сл2Недостаточное количество оборудования для исследования
Возможности: В1. Использование инновационной структуры ТПУ В2. Использование отечественного сырья В3. Модернизация технологии В4. Появление дополнительного спроса на новый продукт	С и В: 1. Контроль качества продукции 2. Разработка методов для улучшения эксплуатационных свойств продукта	Сл и В: 1. Приобретение новых веществ 2. Вовлечение новых интеллектуальных ресурсов

Продолжение таблицы 4.2

Угрозы: У1. Развитие конкуренции продукта У2. Уменьшение природных ресурсов У3. Развитие новых методов разделения эмульсий	С и У: 1. Создание конкурентоспособной продукции 2. Усовершенствование продукта для повышения спроса	Сл и У: 1. Закупка необходимых реагентов 2. Вовлечение новых интеллектуальных ресурсов 3. Создание конкурентоспособной продукции
--	---	--

4.2 Планирование и формирование бюджета исследований

4.2.1 План проекта

В данном разделе был составлен перечень этапов проведения работ в рамках проведения исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Код работы	Вид работы	Исполнитель
Разработка технического характера	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель темы
Выбор направления исследований	2	Получение задания и составление плана работ	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	3	Изучение технологии процесса	Инженер
	4	Работа с литературой	Инженер
	5	Экспериментальная часть	Инженер
	6	Обработка результатов и оценка их эффективности	Руководитель, инженер

Продолжение таблицы 4.3

Проведение ОКР			
Разработка технической документации и проектирование	7	Оформление таблиц данных, графиков	Инженер
	8	Обсуждение результатов	Руководитель, инженер
	9	Сбор материалов и оформление социальной ответственности	Инженер
	10	Расчет и оформление экономической части работы	Инженер
Оформление отчета по НИР	11	Оформление пояснительной записки	Инженер.
	12	Разработка презентации и раздаточных материалов	Инженер

Таблица 4.4 - Календарный план-график проведения работ по теме

№ Работы	Вид работы	Кол-во кал. дней	Продолжительность выполненных работ					
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь
1	Составление и утверждение технического задания	1						
2	Получение задания и составление плана работ	1						
3	Изучение технологии процесса	25						
4	Работа с литературой	25						
5	Экспериментальная часть	17						
6	Обработка результатов и оценка их эффективности	5						
7	Оформление таблиц данных, графиков	5						
8	Обсуждение результатов	1						

Продолжение таблицы 4.4

9	Сбор материалов и оформление социальной ответственности	8						
10	Расчет и оформление экономической части	12						
11	Оформление пояснительной записки	10						
12	Разработка презентации и раздаточных материалов	5						
13	Защита дипломной работы	1						

Руководитель – Мойзес О.Е.

Инженер – Самыкина Е.В.

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Ожидаемая трудоемкость выполнения:

$$t_{\text{ож } i} = \frac{3t_{\text{min } i} + 2t_{\text{max } i}}{5}, \quad (4.1)$$

где $t_{\text{ож } i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\text{min } i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\text{max } i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Ожидаемая трудоемкость для этапов работы приведенных в таблице 4.3 рассчитывается по формуле (4.1):

$$t_{\text{ож } i} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4$$

Для этапов 2 – 13 расчет аналогичен.

Продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{p i} = \frac{t_{\text{ож } i}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где $T_{p i}$ – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Продолжительность каждого этапа работы приведенных в таблице 4.3 рассчитывается по формуле (4.2):

$$T_{p i} = \frac{1}{1} = 1$$

Для этапов 1 – 13 расчет аналогичен.

4.2.3 Разработка графика проведения исследования в рамках ВКР

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4.3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Продолжительность выполнения каждого этапа работы, приведенных в таблице 4.3, рассчитывается по формуле (4.3).

$$T_{ki} = 1 \cdot 1.22 = 1.22$$

Для этапов 2 – 13 расчет аналогичен.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4.4)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1.22$$

Результаты расчета длительности выполнения этапов работ представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Временные показатели проведения исследования в рамках ВКР

№	Название работ	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
		t_{min} , чел-дни	T_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел дни					
1	Составление и утверждение технического задания	1	2	1	Руководитель.	1		1	
2	Получение задания и составление плана работ	1	2	1	Руководитель, Инженер	1		1	
3	Изучение технологии процесса	14	30	20	Инженер	20		25	
4	Работа с литературой	14	30	20	Инженер	20		25	
5	Экспериментальная часть	10	20	14	Инженер	14		17	
6	Обработка результатов и оценка их эффективности	7	10	8	Руководитель Инженер	4		5	
7	Оформление таблиц данных, графиков	3	5	4	Инженер	4		5	
8	Обсуждение результатов	1	2	1	Руководитель, Инженер	1		1	
9	Сбор материалов и оформление социальной ответственности	5	8	6	Инженер	6		8	
10	Расчет и оформление экономической части	7	14	10	Инженер	10		12	
11	Оформление пояснительной записки	7	10	8	Инженер	8		10	
12	Разработка презентации и раздаточных материалов	3	5	4	Инженер	4		5	
13	Защита дипломной работы	1	1	1	Инженер	1		1	
Итого:						Р:9	И:97	Р:8	И:115

4.2.4 Бюджет проводимого исследования

4.2.4.1 Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_{\text{т}}) \sum_{i=1}^m \text{Ц}_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (4.5)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении исследования;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Ц_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

$k_{\text{т}}$ – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчет материальных затрат

№ п/п	Наименование	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, руб
1	Бумага с печатью	1000	2,5	2500
2	Ручка	4	45	180
3	Флеш.карта	1	500	500
Итого:	3180 руб.			

4.2.4.2 Расчет затрат на оборудование

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 4.7.

Для спецоборудования необходимо рассчитать величину годовой амортизации, которая рассчитывается по формуле:

$$H_a = \frac{100\%}{T_{\text{дн}}}, \quad (4.6)$$

$$A_{\text{год}} = \frac{C_{\text{перв}} \cdot H_a / 100}{12} \cdot T, \quad (4.7)$$

где $C_{\text{перв}}$ – первоначальная стоимость, руб.;

T – время использования оборудования, в мес.

$T_{\text{дн}}$ – время полезного использования, лет (в среднем время полезного использования оборудования составляет 5 лет).

Таблица 4.7 – Расчет затрат на приобретение спецоборудования

№ п/ п	Наименование оборудования	Кол -во	Цена единицы оборудования , руб	Общая стоимость оборудования , руб	Амортизационны е отчисления, руб
1	ПК или ПЭВМ	1	40000	40000	16667
2	ПО Microsoft Office	1	4783	4783	1594
3	ПО Pascal ABC	1	4878	4878	975
Итого:				49661	19236

4.2.4.3 Расчет заработной платы исполнителей темы

В данный раздел входят основная заработная плата научных и инженерно – технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. А именно научного руководителя работы и инженера, выполняющего работу. Показатель расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующий

системы окладов и тарифных ставок. В данный раздел входят основная заработная плата работников, непосредственно занятых выполнением НИТ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (4.8)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 – 20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) рассчитывается по формуле:

$$З_{зп} = З_{дн} \cdot Т_p, \quad (4.9)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$Т_p$ – это продолжительность работ, выполняемых научно – техническим работником, раб. дн.

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot М}{F_d}, \quad (4.10)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 28 раб. дня $М = 11,2$ месяца, 5 – дневная неделя;
- при отпуске в 48 раб. дней $М = 10,4$ месяца, 6 – дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.

Таблица 4.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: выходные и праздничные дни	44 14	48 14
Потери рабочего времени: - отпуск	56	28
- невыходы по болезни	2	2

Продолжение таблицы 4.8

Действительный годовой фонд рабочего времени	249	273
--	-----	-----

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (4.11)$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30 % от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15 – 20 % от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска). Расчет основной заработной платы представлен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Расчет основной заработной платы

$З_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб.дн	$З_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель							
33664	0,35	0,3	1,3	72209,28	2991,9	9	26927,1
Инженер							
12130	0,35	0,3	1,3	26018,85	1078,1	97	104575,7
Итого:							131502,8

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (4.12)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (примем равным 0,12).

Для руководителя:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot 26927,1 = 3231,3 \text{ рубля}$$

Для инженера:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot 104575,7 = 12549,1 \text{ рубля}$$

Итого: 15780,4 рубля.

4.2.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данных расходах отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам, органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС), от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (4.13)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.); в ТПУ он равен 0,302

Таблица 4.10 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	26927,1	3231,3
Инженер	104575,7	12549,1
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого:	44479,5 руб.	

4.2.4.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие разделы расходов: печать и ксерокопирование

материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, размножение материалов и т.д. Их величина вычисляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (\text{сумма статей } 1 \div 5), \quad (4.14)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно принять равным 16%, полученное значение приведено в таблице 4.11.

4.2.4.6 Формирование бюджета затрат исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на исследовательский проект в рамках ВКР по каждому варианту исполнения приведен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет бюджета затрат проводимого исследования

Наименование статьи	Сумма, руб	Примечание
1. Материальные затраты НТИ (сырье)	3180	Таблица 4.6
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ (амортизация)	19236	Таблица 4.7
3. Затраты по заработной плате исполнителей темы	131502,8	Таблица 4.9
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	15780,4	п.4.2.4.2
5. Отчисления во внебюджетные фонды	44479,5	Таблица 4.10
6. Накладные расходы	34268,6	16% от суммы ст. 1-5
Бюджет затрат	248447,3	Сумма ст. 1-6

Исходя из данных таблицы 4.11, можно сделать вывод, что основные затраты проводимого исследования приходятся на оплату труда.

4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

4.3.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности проводимого исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности проводимого исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета, с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.15)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения исследовательского проекта.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{248447,3}{248447,3} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.16)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности (I_p) представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.1	Исп 2
1. Адекватность разработки	0,3	5	4	5
2. Унифицированность	0,2	4	4	4
3. Простота применения	0,26	5	5	4
4. Универсальность	0,24	3	3	3
ИТОГО	1	17	16	16

$$I_p^p = \frac{4,32}{1} = 4,32$$

$$I_p^{a1} = \frac{4,02}{1} = 4,02$$

$$I_p^{a2} = \frac{4,06}{1} = 4,06$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{эф}^p$) и аналога ($I_{эф}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп.2}}{I_{финр.2}} \quad (4.17)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}}, \quad (4.18)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{a1}}{I_{\text{финр}}^p} = \frac{4,02}{4,32} = 0,93 \quad (4.19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{a2}}{I_{\text{финр}}^p} = \frac{4,06}{4,32} = 0,94$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{тэ}}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{тэ}}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 4.13 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.1	Исп.2.
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,32	4,02	4,06
3	Интегральный показатель эффективности	4,32	4,02	4,06
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,93	0,94

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что существующий вариант решения поставленной в

дипломной работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым.